
NEGATIVE PREISE UND (K)EIN ENDE?

Aktuelle Fragen der Direktvermarktung, 10.10.2016

Dr. Anke Eßer

Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe



Disclaimer

Nachfolgender Vortrag basiert auf Erkenntnissen aus der Studie
Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG,
die im Auftrag des BMWi vom Konsortium Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien erstellt wurde.
Zum Konsortium Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien gehören:



Sie werden ergänzt durch Analysen im Rahmen des EEG-2014-Erfahrungsberichts -
Fachlos 1: Direktvermarktung und Koordinierung
im Auftrag des BMWi

Agenda

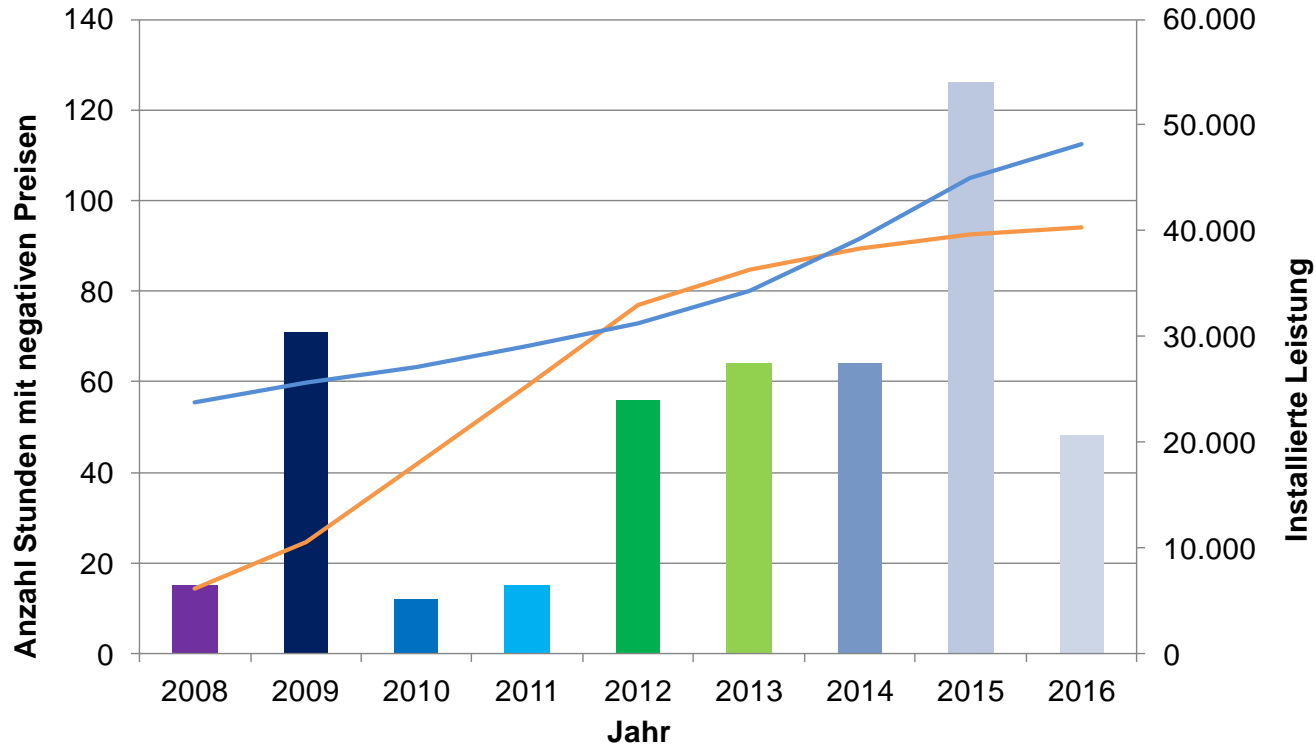
- Negative Preise heute und in Zukunft:
 - Entwicklung negativer 6-Stunden-Blöcke
- Funktionsweise von § 24 EEG 2014 und § 51 EEG 2017
- Prognose der Erlösausfälle durch § 24 EEG 2014 / § 51 EEG 2017

Hintergrund und Fragestellung

- § 24 EEG 2014 / § 51 EEG 2017: Reduktion der Marktprämie auf 0 €/MWh bei negativem Marktpreise am EPEX-Spotmarkt für mindestens 6 Stunden in Folge
- Auswirkungen für Neuanlagen
 - Verhaltensanpassung (Anpassung des Einspeise- und Vermarktungsverhaltens)
 - Anlagenbetreiber setzen ihre Anlagen in Stunden mit negativen Preisen nicht mehr ein, um negative Erlöse zu vermeiden
 - betrifft wenigstens Zeiträume mit neg. Preisen in mehr als 5 Stunden in Folge
 - ggf. aber auch kürzere Zeiträume, wenn Anlagenbetreiber das Auftreten einer Situation nach § 24 nicht genau prognostizieren können
 - Verschlechterte Erlössituation
 - Auswirkung auf Erlöse
 - Rückwirkungen auf Ausbau insb. für Anlagen mit administrativ festgelegter Vergütungshöhe (Kohorten 2016, teilw. 2017/18), sofern Vergütung nicht auskömmlich

→ **Welche Auswirkungen lassen sich abschätzen?**

Auftreten negative Preise

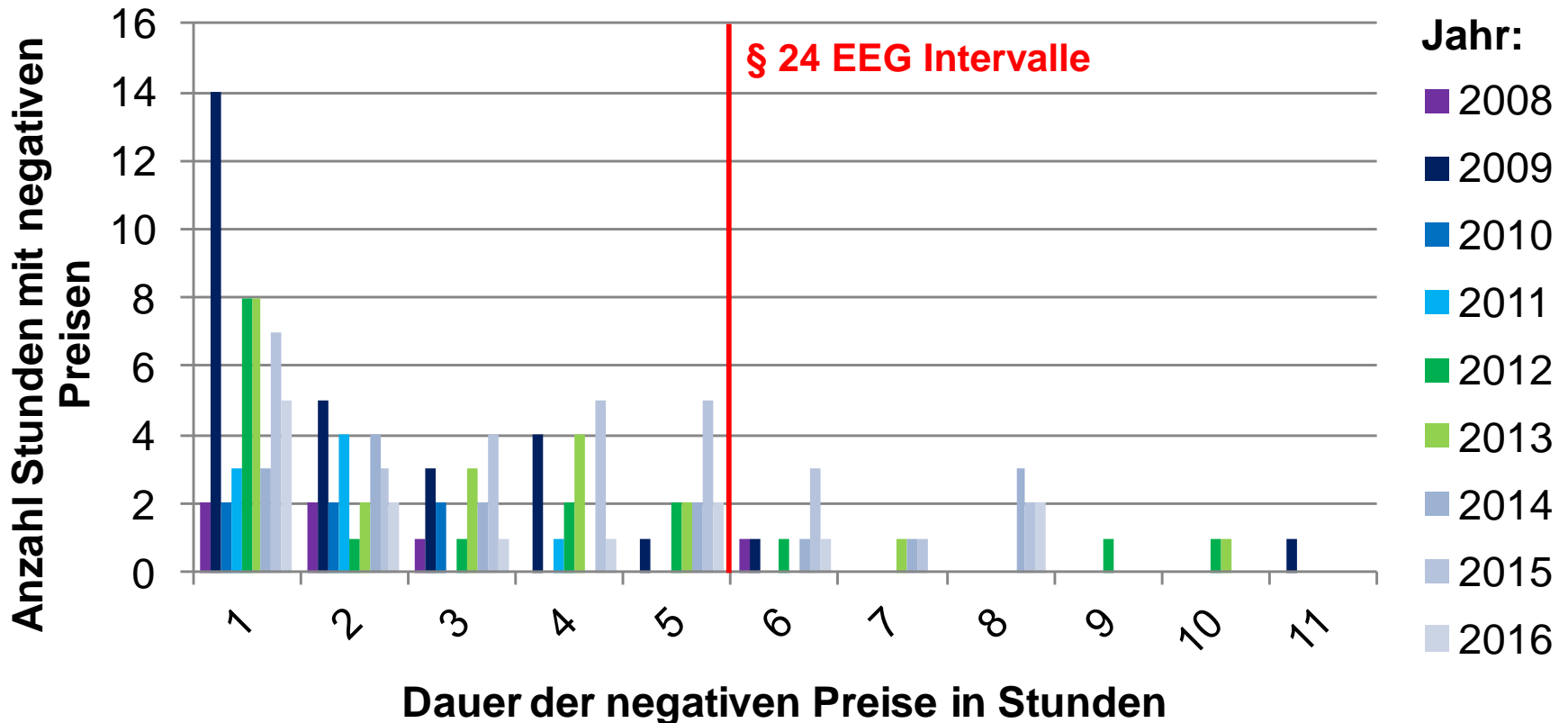


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Anzahl Stunden	15	71	12	15	56	64	64	126	48
Jahresminima [€/MWh]	-101,52	-500,02	-20,45	-36,82	-221,99	-100,03	-65,03	-79,94	-130,09

*Bis 21.09.2016

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EPEX-Spot, Ausbau nach BMWi Energiedaten 2016

Struktur und Häufigkeit des Auftretens von negativen Preisen (day-ahead)

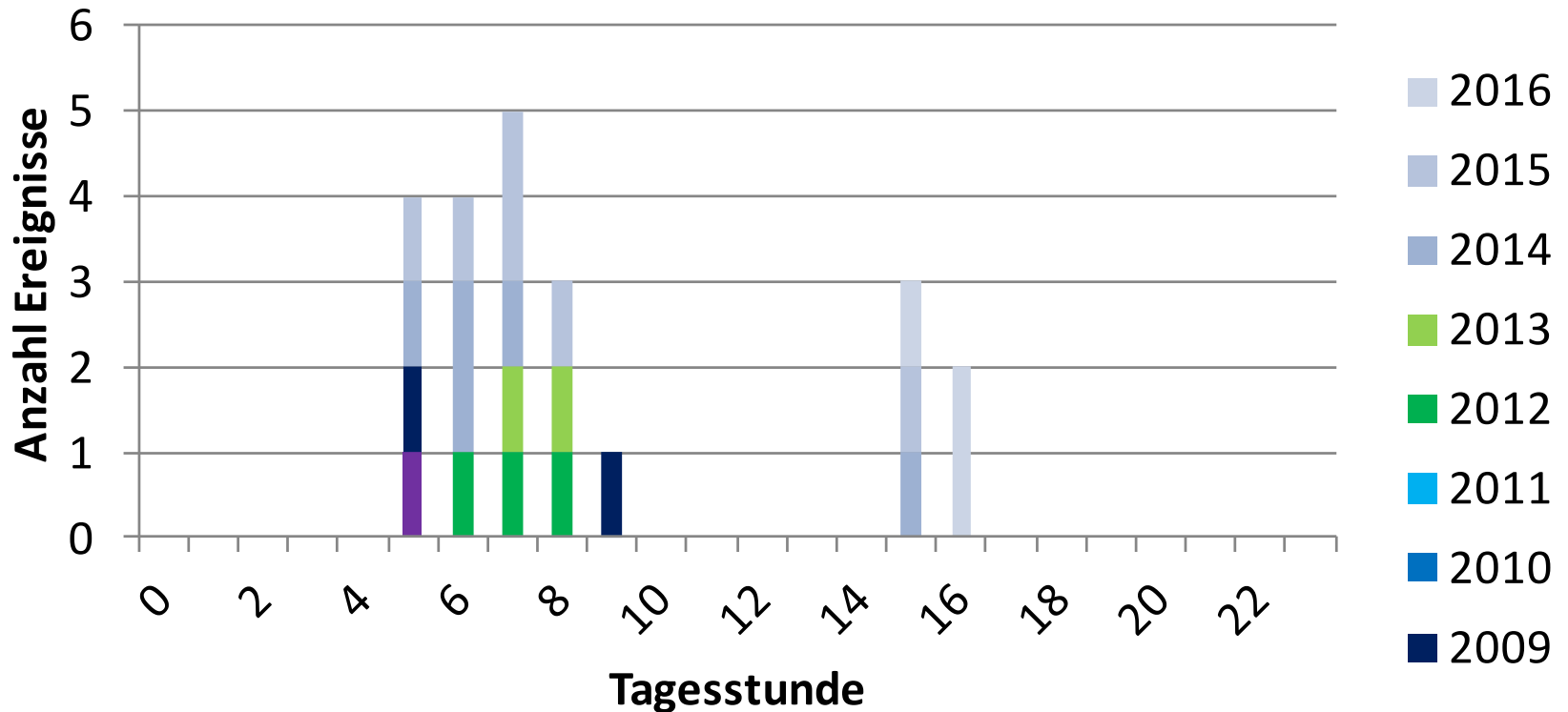


Bis 21.09.2016

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EPEX-Spot,

Auftreten von negativen Preisen mit mehr als 6 Stunden (day-ahead)

Letzte Stunde in Intervallen mit mehr als 6 Stunde negativer Preise

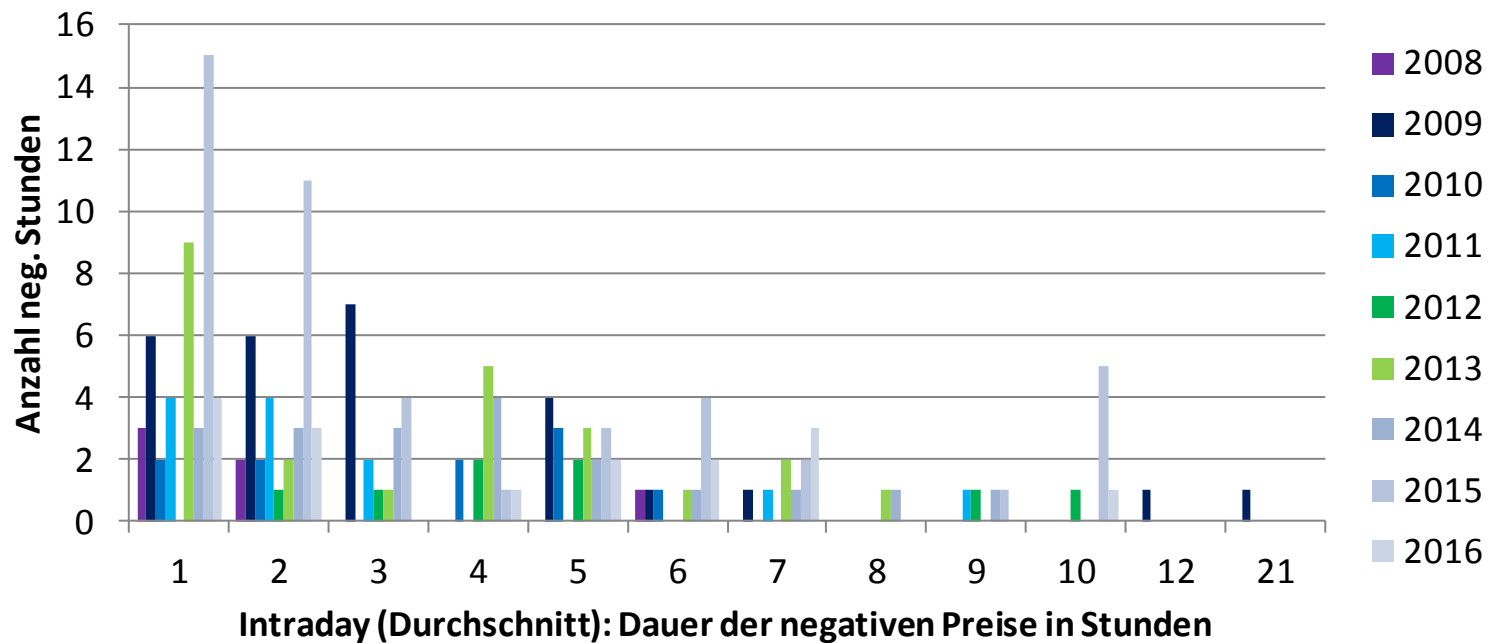


Bis 21.09.2016

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EPEX-Spot,

Struktur und Häufigkeit des Auftretens von negativen Preisen (Intraday - Average)

Auftreten negativer Preise in Intraday-Markt der EPEX-Spot



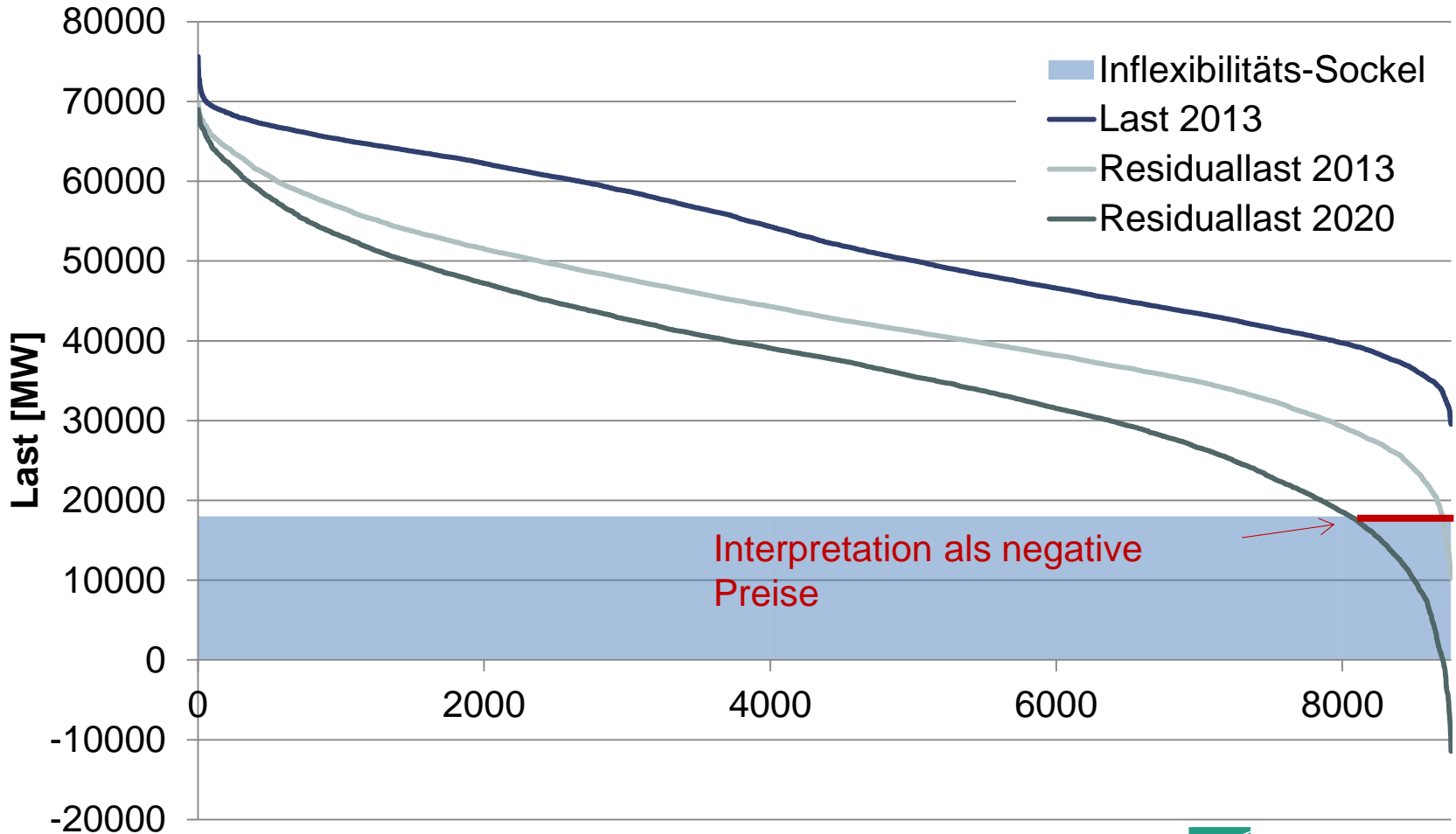
Bis 21.09.2016

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EPEX-Spot, stündliche Werte

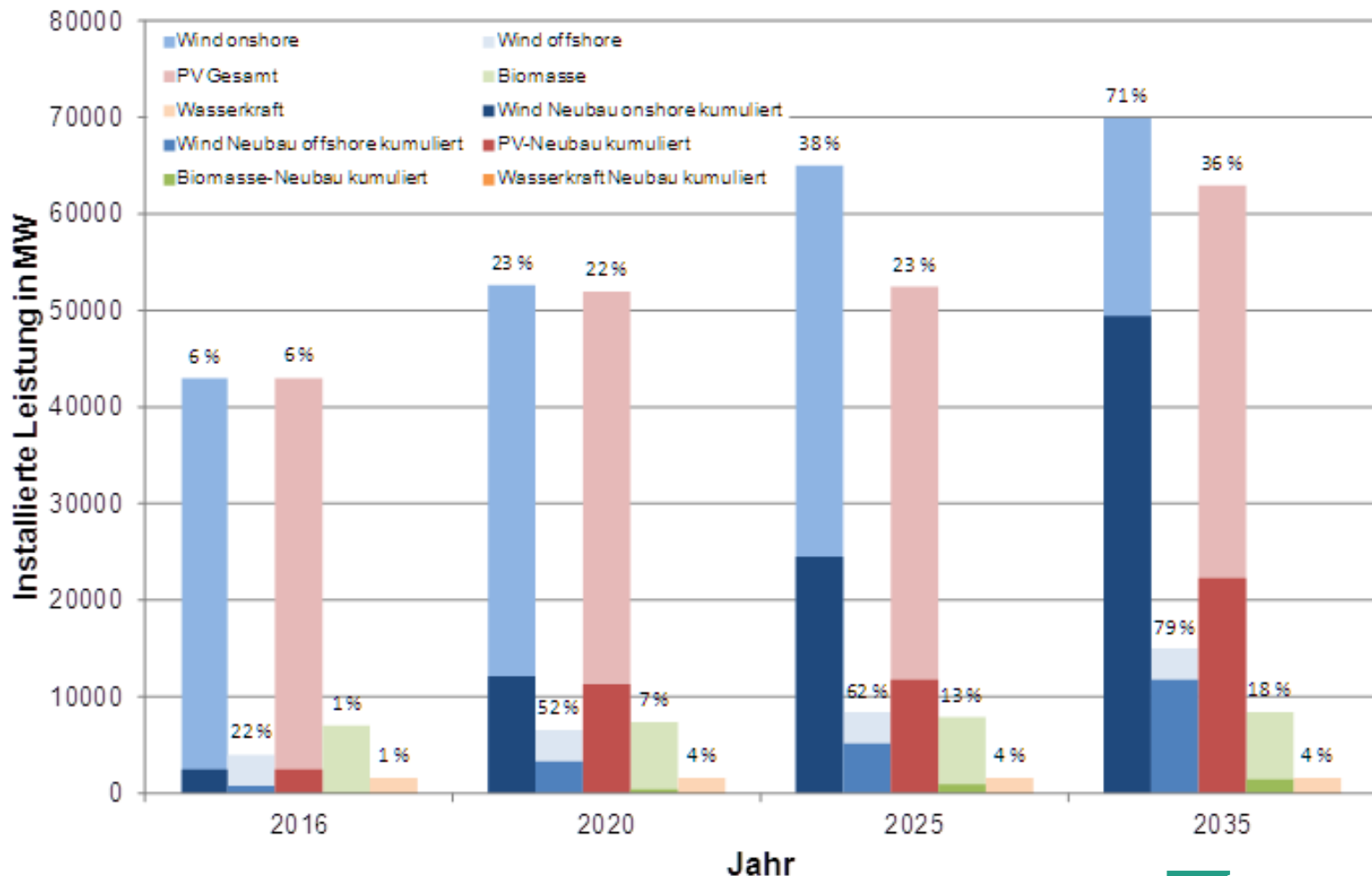
Residuallastanalyse zukünftiger Szenarien (Methodik)

- Eingangsdaten
 - Last, Onshore, Offshore, PV: Historie der letzten Jahre in stündlicher Auflösung
- Methodik
 - Lineare Skalierung der Eingangsdaten auf die zukünftig installierten Leistungen
 - Berücksichtigung eines Must-Run-Sockels
 - Export wird durch einen geringeren Must-Run-Sockel berücksichtigt
 - Stunden mit Strom Überangebot werden als Zeitpunkte möglicher negativer Preise angesehen
 - Betrachtung mehrerer Wetterjahre
 - Abschätzung potentieller Beitrag von Flexibilitätsoptionen/neuen Verbrauchern
- Ergebnis
 - Abgeregelter Energiemenge
 - Anzahl an Überschussstunden

Methodik der Residuallastanalyse



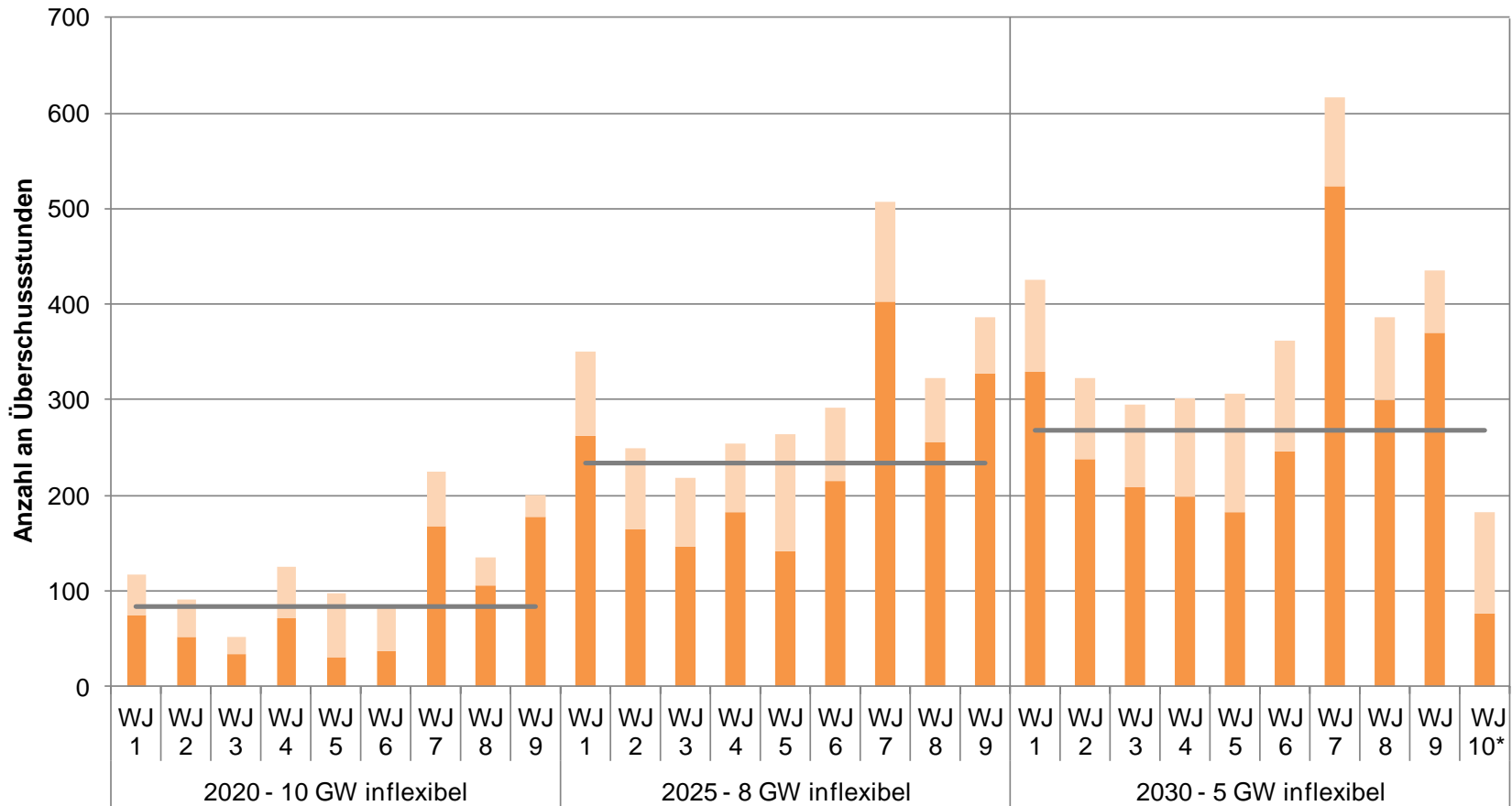
Entwicklung des EE-Anlagen-Neubaus und deren Anteil an der insgesamt installierten EE-Leistung



Quelle: Eigene Darstellung

Mögliche Entwicklung von negativen Preisen

Szenarien 2020-2030

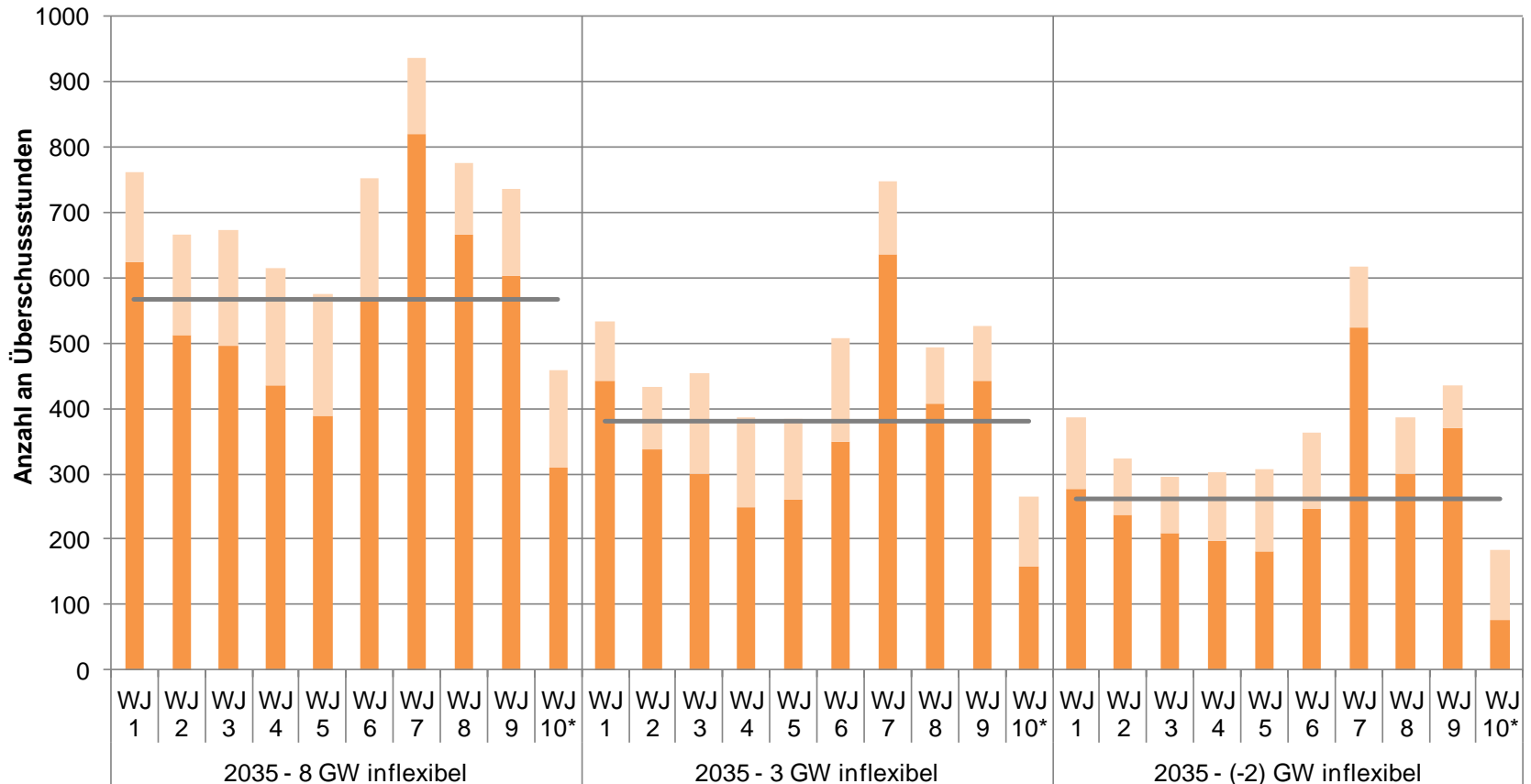


*basiert auf WJ 5 mit alternativem Anlagenbestand

- Anzahl Überschussstunden (insgesamt)
- Anzahl Überschussstunden (davon §24 EEG relevant)
- Mittelwert Überschussstunden über alle Wetterjahre (§24 EEG relevant)

Mögliche Entwicklung von negativen Preisen

Szenarien 2035

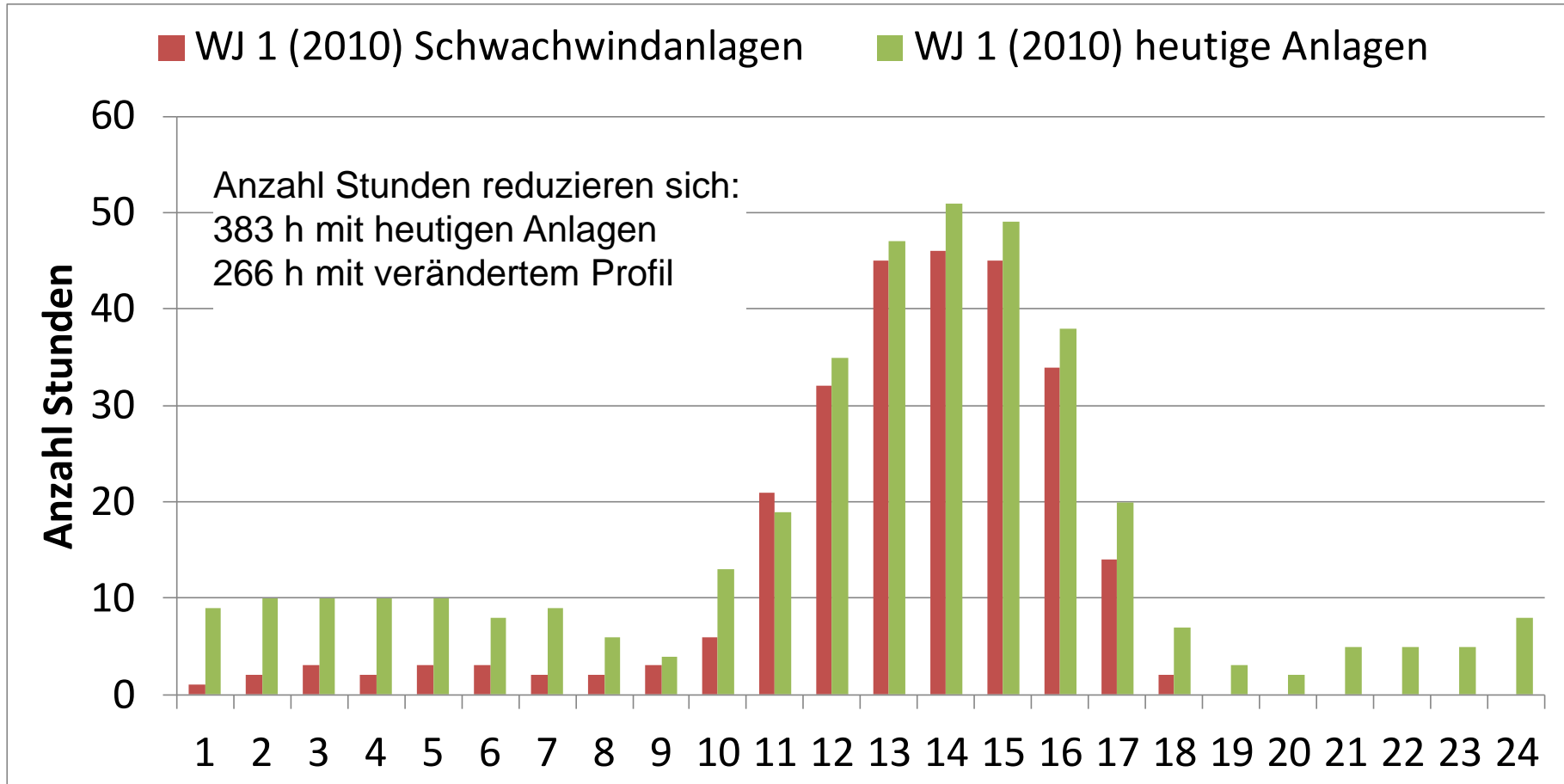


*basiert auf WJ 5 mit alternativem Anlagenbestand

- Anzahl Überschussstunden (insgesamt)
- Anzahl Überschussstunden (davon §24 EEG relevant)
- Mittelwert Überschussstunden über alle Wetterjahre (§24 EEG relevant)

Auftreten negativer Preise Szenario 2035 (Wetterjahr 2010)

Szenario 2035 – Residuallastschwelle 3 GW



Eigene Abschätzung auf Basis des Wetterjahrs 2010 (mit/ohne angepasstem Windprofil)

Negative Preise heute und in Zukunft

FAZIT

- Häufigkeit der negativen Preise pro Jahr korreliert in der Vergangenheit mit dem EE-Ausbau, aber es sind deutliche Anpassungseffekte des Marktes sichtbar
- Negative Preise kommen bisher auf dem Day-Ahead Markt relativ selten vor (2015 → 126 h/a); Intervalle ≥ 6 h bisher nur vereinzelt (2015 → 7 /a)
- Zukünftig ist mit deutlich häufigerem Auftreten von negativen Preisen zu rechnen (Erwartungswert 2035 → 500 h/a); Intervalle ≥ 6 h nehmen zu
- Relevanz des § 24 EEG 2014 / § 51 EEG 2017 steigt mit den Jahren und ist stark abhängig von der Entwicklung der Flexibilität im Systems (Grenzkuppelkapazitäten, konventionellen Erzeugung, PtX)

Neuerungen durch § 24 EEG 2014

§ 24 EEG regelt Aussetzung der Auszahlung der Marktprämie für den Fall des Auftretens negativer Marktpreise am Spotmarkt in mindestens 6 Stunden in Folge

- Auszahlung wird für zusammenhängenden Zeitraum des Auftretens negativer Preise ausgesetzt
- Regelung betrifft ab 1.1.2016 in Betrieb genommene Anlagen
- Größenbegrenzung für Einzelanlagen bzw. als eine Anlage zu betrachtende Anlagenparks: Windenergieanlagen ≥ 3 MW; Sonstige $\geq 0,5$ MW
- Wahrscheinliche Verhaltensanpassung: Vermarktung der EE-Mengen mit einer Limitierung von 0 EUR/MWh am Day-Ahead-Markt
- Verkauf der Mengen im Intra-Day, wenn kein §24 EEG Fall eintritt
- Größere Vermarktungsrisiken durch Fehleinschätzungen des Eintretens von § 24 EEG Situationen

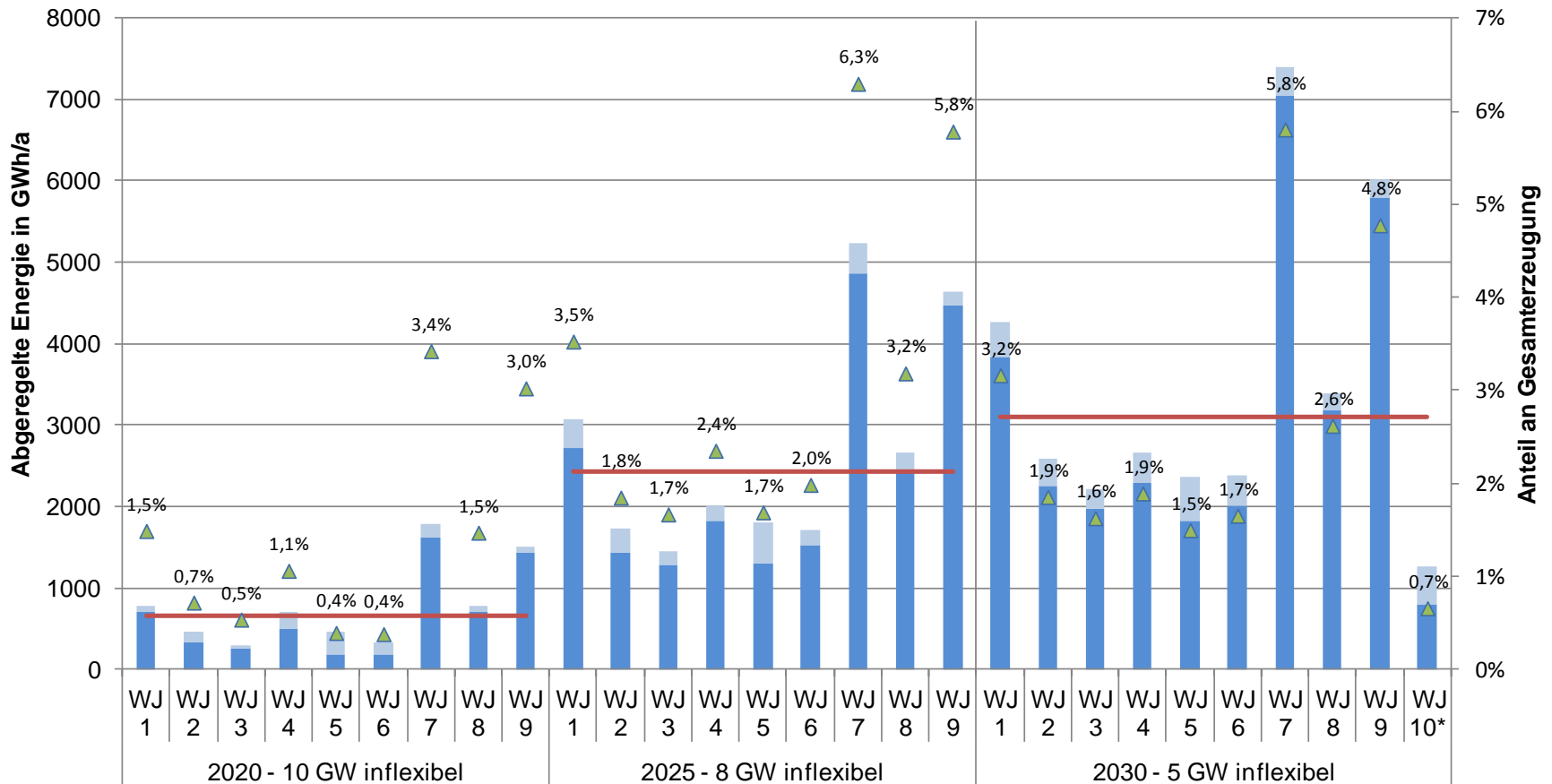
Regelung des § 51 EEG 2017

§ 51 EEG 2017 regelt Aussetzung der Auszahlung der Marktprämie für den Fall des Auftretens negativer Marktpreise am Spotmarkt in der vortägigen Auktion in mindestens 6 Stunden in Folge

- Auszahlung wird für gesamten zusammenhängenden Zeitraum des Auftretens negativer Preise ausgesetzt
- Größenbegrenzung: Windenergieanlagen ≥ 3 MW (nur Einzelanlagen);
Sonstige $\geq 0,5$ MW (Einzelanlagen und als eine Anlage zu betrachtende Parks)
- Spezifikation, dass Day-ahead-Markt gemeint ist
- Größenbegrenzung bei Wind auf Einzelanlagen
- Selben Effekte wie § 24 EEG 2014
- Zusätzlich: Fehlanreiz zum Bau von Windenergieanlagen knapp unterhalb der Diminimis-Grenze?

Möglicher zukünftiger Energieertragsausfall von §24 EEG

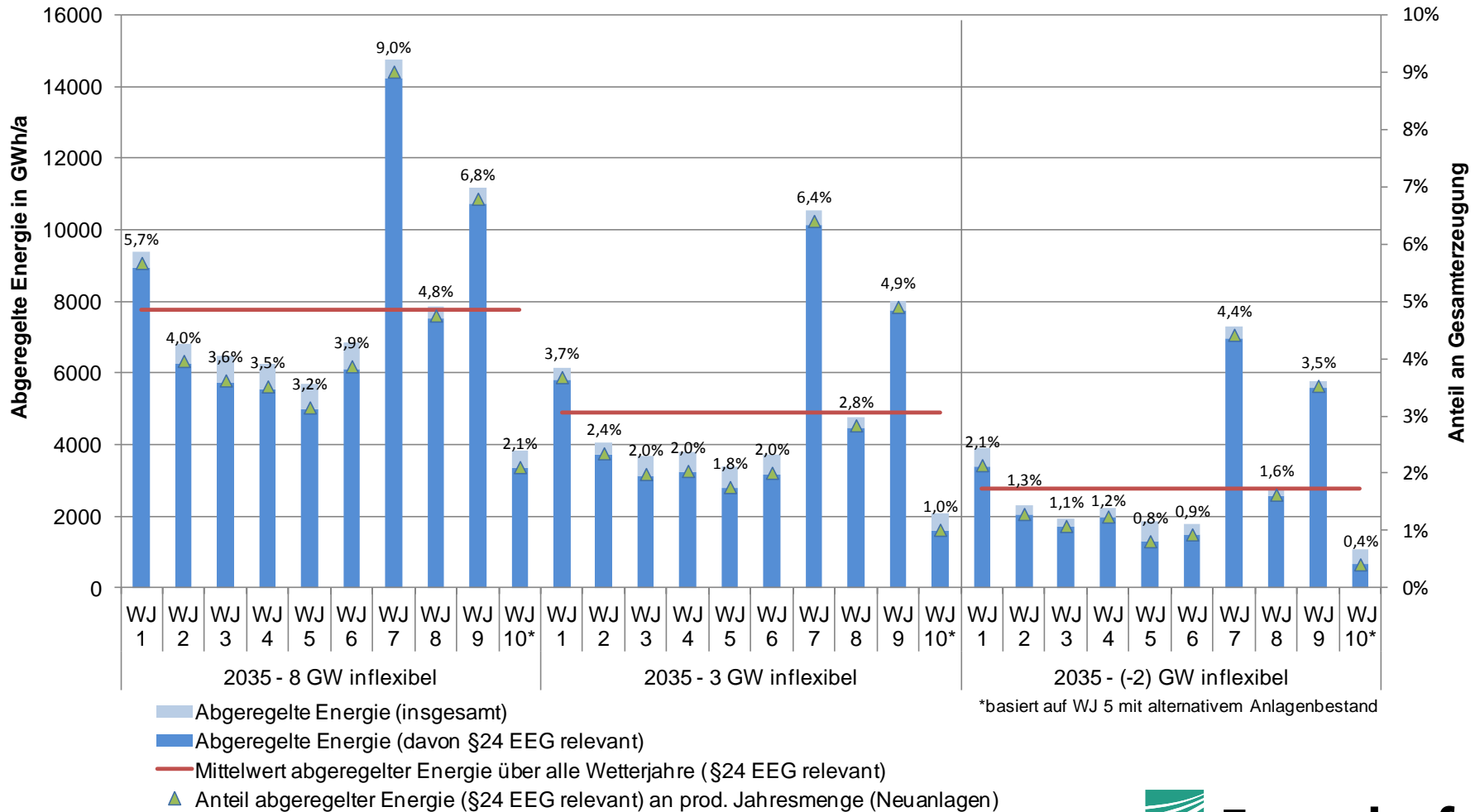
Anlagen (Szenarien 2020-2030)



- Abgeregelte Energie (insgesamt)
- Abgeregelte Energie (davon §24 EEG relevant)
- Mittelwert abgeregelter Energie über alle Wetterjahre (§24 EEG relevant)
- ▲ Anteil abgeregelter Energie (§24 EEG relevant) an prod. Jahresmenge (Neuanlagen)

*basiert auf WJ 5 mit alternativem Anlagenbestand

Möglicher zukünftiger Energieertragsausfall von §24 EEG Anlagen (Szenarien 2035)



Erlöseinbußen, Erlösrisiko und Bewirtschaftungsrisiko

FAZIT

- Der Energieertragsausfall von § 24/ § 51 EEG Anlagen liegt im Mittel über die untersuchten Szenarien im Jahr 2035 bei 3% des Jahresenergieertrags
- Sensitivitäten über verschiedene Wetterjahre oder unterschiedliche Annahmen zur Systemflexibilität ergeben für 2035 eine Bandbreite von 0,4% bis 9% Energieertragsausfall von der Jahreseerzeugung
- Das Erlösrisiko führt zu zusätzlichen Risikoaufschlägen bei der Finanzierung
- Das Bewirtschaftungsrisiko führt zu zusätzlichen Erlöseinbußen
- Die Auswirkungen der möglichen Erlöseinbußen auf die Finanzierungskosten werden durch die Diskontierung, und bei der Windenergie, durch das Referenzertragsmodell abgeschwächt, da die Erlöseinbußen erst im Laufe der Jahre anwachsen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



ISI

Kontakt:

Dr. Anke Eßer

Tel: +49(0)721-6809-404

Mail: anke.esser@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
www.isi.fraunhofer.de